

我国碳捕集、利用和封存现状评估和发展建议

碳捕集、利用和封存（以下简称“CCUS”）技术是未来全球实现大规模减排的关键技术之一，也是我国实现长期绝对减排和能源系统深度低碳转型的重要技术选择。2016年10月，国务院发布了《“十三五”控制温室气体排放工作方案》，提出“在煤基行业和油气开采行业开展碳捕集、利用和封存的规模化产业示范”、“推进工业领域碳捕集、利用和封存试点示范”，为我国下一步发展CCUS指明了方向。本文在深入研究和调研的基础上，总结评估了“十一五”以来我国CCUS的发展状况，分析了我国推动CCUS发展面临的挑战，提出了中长期推动我国CCUS发展的思路和政策建议。

一、我国发展CCUS的重要意义

CCUS是实现我国长期低碳发展的重要选择。国际上将碳捕集与封存（以下简称“CCS”）¹作为实现长期绝对减排的重要措施。在国际能源署（IEA）的2°C情景下，到2050年，CCS将贡献1/6的减排量；2015-2050年间，CCS累计减排占全球总累计减排量的14%，其中中国CCS的减排贡献约占1/3。根据西北太平洋实验室及中国科学院武汉岩土力学研究所的测算，中国当前有超过1600个大型CO₂排放源，包括火电厂、水泥厂、钢铁厂等，技术上可实现的碳捕集量超过

¹ CCS与CCUS称呼略有不同但实质基本相同。国际上常用CCS，主要包括三个环节，即对二氧化碳进行捕集、运输和地质封存；中国在此基础上，结合本国实际提出CCUS，在原有三个环节基础上增加了CO₂利用环节，可将CO₂资源化利用并产生经济效益，在现有技术发展阶段更具有实际操作性。

38 亿吨 CO₂，而通过强化采油、驱煤层气和盐水层封存等方式可封存的容量分别为 10、10 和 1000 亿吨 CO₂。此外，中国源汇匹配条件好，90%以上的大型碳源距潜在封存地在 200 公里以内。

CCUS 是实现我国煤基能源系统低碳转型的必然选择。我国能源结构以煤为主，虽然近些年国家已经采取了极为严格的控煤措施并取得了显著成效，但预计在未来相当长时间内，煤炭消费总量仍将维持相当规模。例如，从发电用能结构看，即便煤炭占比以每年 2 个百分点的速度下降，降到 30%仍需要 15-20 年的时间。CCUS 同煤基能源的发展具有很好的耦合性，尤其在煤化工、火力发电等行业，尽管当前其实施成本仍较高，但如果碳排放的外部成本能被充分考虑并实现其内部化，将极大提升 CCUS 在这些行业的应用空间。随着国家对碳排放控制要求的不断提升和能源生产消费革命的积极推进，为实现我国能源系统的绿色低碳转型，CCUS 应该也必然会成为煤炭合理化和清洁化利用的一个重要举措。

CCUS 是促进我国低碳产业发展的重要支撑。尽管我国 CCUS 技术的发展起步较晚，但国家对 CCUS 技术的研发和示范非常重视，过去十几年投入了大量科研经费，推动 CCUS 技术水平不断提升。在碳捕集、利用和封存各个环节的技术水平上，我国都已经与发达国家处于同一水平线。未来如进一步加大 CCUS 技术示范力度，促进技术应用成本的不断下降，能逐步实现技术的规模化应用，不仅有助于我国在低碳技术领域占据国际制高点，更能带动相关低碳产业的发展和壮大。

CCUS 是提升我国能源安全的积极动力。我国政府特别强调要加

强二氧化碳的利用，以此来提升碳减排对经济社会发展的贡献。当前，CO₂强化石油开采技术（CO₂-EOR）和 CO₂强化驱煤层气（CO₂-ECBM）是我国利用 CO₂的主要方式，对我国实现部分油田稳产和增产以及提升煤层气的开采和利用量都具有重要意义。根据国家重大技术研究计划“温室气体提高采收率的资源化利用及地下封存”项目的分析，我国约有 130 亿吨原油地质储量适合 CO₂-EOR，可提高采收率 15%，增加石油可采储量 19.2 亿吨，同时可封存约 47—55 亿吨 CO₂。如 CO₂-EOR 得到广泛应用，可在实现大幅碳减排的同时提高石油产量，不仅有利于提升油气产业的经济效益，更有助于缓解石油对外依存度不断上升所带来的能源安全挑战。

二、我国“十一五”以来 CCUS 发展的总体评估

我国对 CCUS 的重视程度不断提高，但专项政策支持仍比较少。2006 年以来，我国在多个政策文件中提及要发展 CCUS，CCUS 在各项规划、方案、意见中的篇幅明显增加，在应对气候变化工作中的定位逐步提高，对其鼓励与支持的态度愈加明确。自 2006 年以来，我国已发布的国家层面政策文件中涉及到 CCUS 内容的共计 26 项，但针对 CCUS 的专项政策只有 3 项，且缺乏具体的落实方案。总体而言，目前国家对于发展 CCUS 持鼓励态度，但仍以宏观的引导和鼓励为主，也没有针对 CCUS 发展的具体财税支持。

我国已有法律法规可对 CCUS 项目进行规范，但尚未建立针对 CCUS 的法律法规体系。当前，针对 CCUS 示范项目，我国虽然在各个环节均有相关法律法规可供参考，但尚无针对性的专项法律法规，这

也导致 CCUS 示范项目在具体实施过程中面临不小困难。从项目审批看，没有针对 CCUS 项目的专门规定；从权属确认看，没有针对地下空间所有权的法律法规，也没有针对封存后 CO₂ 归属权和可能发生的 CO₂ 地下跨界流动的法律规定；从项目运营看，缺乏针对 CCUS 的具体技术标准；从环境管理看，缺乏针对 CCUS 项目环境影响评价和风险管控的明确规范；从安全监管看，对于捕集及压缩环节的 CO₂ 是否属于危险化学品或属于一般化学品仍有待明确；从关闭管理看，还没有相关法律法规对关闭后的 CO₂ 封存项目进行规范，也没有对相关的长期责任承担进行规定。

我国 CCUS 试验示范取得积极进展，但总体仍处于起步阶段。“十一五”以来，我国企业在政府引导下积极开展 CCUS 研发与示范活动，目前已建成十余项万吨级以上示范项目（项目列表见附件）。其中，从碳捕集源看，主要集中于燃煤发电和煤化工领域；从运输方式看，主要以罐车运输为主，管道运输的项目很少且基本处于建设阶段；从碳利用和封存方式看，主要以 EOR 为主，还有部分作为工业品使用和盐水层封存。但总体而言，我国 CCUS 的试验示范仍处于起步阶段。一方面，我国 CCUS 示范项目总体规模偏小，成本仍然较高。我国已建成的 CCUS 示范项目中只有 3 个年捕集量超过 10 万吨 CO₂，其余项目基本为 1 万吨 CO₂/年或以下。当前大部分 CCUS 项目的增量成本较高，如燃煤电厂项目在投资和运维成本方面需分别增加 25%~90%及 5%~12%，而煤化工项目则需增加 1%~1.3%及 7.5%~8%。另一方面，我国 CCUS 示范项目运行期短，示范经验有限。我国 CCUS 试验示范项

目多数是在 2008 年以后启动并在“十一五”时期建成运行，最长的示范项目运行期也仅为十年，示范经验还相对有限。

我国 CCUS 技术发展取得积极成效，但部分环节技术水平有待提升。“十一五”以来，我国政府通过国家重点基础研究发展计划（973 计划）、国家高技术研究发展计划（863 计划）和国家科技支撑计划，支持了 CCUS 多个技术环节以及相关科学理论、关键技术、发展战略等方面研究，并与欧盟、澳大利亚、亚行等国家或国际机构开展了 CCUS 领域的国际合作研究，推动我国 CCUS 技术发展取得了积极成效。在碳捕集方面，围绕低能耗吸收剂、不同技术路线碳捕集工艺等关键技术环节开展系列研究，已开发了商业化应用的胺吸收剂；在碳利用方面，围绕 CO₂ 驱油、驱煤层气、CO₂ 生物转化和化工合成等不同利用途径开展了理论与关键技术研究，建成了微藻制生物柴油中试和小规模的 CO₂ 制可降解塑料生产线；在碳封存方面，已启动全国 CO₂ 地质储存潜力评价，实施了工业规模盐水层封存示范。尽管如此，我国 CCUS 部分环节的技术水平仍有待提升，已有 CCUS 试验示范项目多集中于对碳捕集技术和 EOR 技术的示范，但在盐水层封存、CO₂ 封存监测和预警以及大规模 CO₂ 运输等方面的技术示范案例仍非常少，相比国际先进水平仍存在不小差距。

三、我国 CCUS 发展面临的主要挑战

CCUS 示范项目的成本相对较高，是阻碍 CCUS 发展的主要原因。目前 CCUS 示范工程投资额都在数亿元人民币的规模，而且，在现有技术条件下，引入碳捕集将额外增加 140-600 元/吨 CO₂ 的运行成本，

如华能集团上海石洞口捕集示范项目的发电成本就从大约每千瓦时 0.26 元提高到 0.5 元。CCUS 项目的重要贡献在于减少碳排放，但在碳排放外部成本没有内部化的情况下，企业的减排收益无法得到充分体现，开展 CCUS 基本属于企业自发投资行为，很多项目也由于缺乏资金而无法启动或难以持续。在煤炭行业不景气、油价下跌的宏观形势下，更使企业收益进一步收窄，影响企业开展 CCUS 示范的意愿。

CCUS 技术水平仍有待提升，是制约 CCUS 发展的又一障碍。当前，我国 CCUS 试验示范还处于起步阶段，CCUS 技术仍处于研发和试验示范期，也极为缺乏大规模、全流程 CCUS 项目示范经验，因此不仅在技术层面有不少问题需要解决，真正可复制的、经济有效的、被大众所接受的案例也少之又少。此外，在现有 CCUS 技术条件下，部署 CCUS 将使一次能耗增加 10%~20%，效率损失很大，这也是阻碍 CCUS 技术广泛应用的主要障碍之一。

政策和法律体系不完善，难以为 CCUS 发展提供良好支撑。一是我国政府已经明确提出了到 2020 年和 2030 年的碳排放控制目标，但没有提出针对行业和企业的具体量化约束指标，因此企业对 CCUS 多持观望态度，还没有真正将 CCUS 作为企业低碳转型的一个重要选择。二是我国还没有建立国家层面的 CCUS 发展战略，现有政策多以柔性的引导和鼓励为主，缺乏针对 CCUS 的明确政策激励，而 CCUS 往往和企业的重大长期发展战略相关，如果没有稳定的政策预期，企业很难做出投资决策。三是我国还没有建立针对全流程 CCUS 示范项目的规范制度和标准体系，无论是政府还是企业，都担心 CCUS 项目实施的

潜在环境风险和安全风险，进而影响企业对发展 CCUS 的积极性。

跨部门跨区域协调机制尚未建立，影响 CCUS 项目的实际推进。

一方面，CCUS 项目往往具有跨部门和跨区域的特点，在项目从申请、审批到执行的过程中，会涉及多个地方和部门，在现有规定不是特别清晰且缺乏有效沟通协调的情况下，将增加很多交易成本，导致 CCUS 项目难以推进。另一方面，全流程 CCUS 示范项目涉及多个产业链的不同企业，项目各利益相关方面临收益分享、责任分担和风险分担等难题，如不能建立起有效的协调机制或行业规范，将难以建立公平和长期的合作模式，进而极大影响 CCUS 项目的推进。

四、推动我国 CCUS 发展的思路及政策建议

综合考虑我国 CCUS 发展的现状和趋势，未来一段时期我国 CCUS 仍处于试验示范期，发展 CCUS 的总体思路仍是通过多领域的技术示范，分阶段逐步实现 CCUS 技术的全流程、一体化和规模化示范，在积累经验的同时逐步促进 CCUS 技术成本下降和水平提升，为实现 CCUS 的长期商业化应用做好准备。具体来说，建议按“十三五”和 2020-2030 年两个阶段分步推进。

“十三五”时期发展 CCUS 的总体思路是广泛开展试验示范、识别优势关键技术。建议要扩大 CCUS 试验示范规模，识别可以大规模推广的优势技术类型，逐步推动 CCUS 成本和额外能耗的下降，同时要继续开展 CCUS 关键环节技术的研发和试验，做好技术储备工作。在这一阶段，建议重点加强以下几个主要方面的工作：（1）在新建火电厂开展 CCUS 示范的可行性评估，并涵盖 CCUS 预留的内容；（2）在

煤化工行业广泛推进低成本捕集与 EOR 相结合的示范项目；(3) 鼓励油气企业主动开展 CO₂-EOR 示范，增加工程经验；(4) 尽早部署盐水层封存的工程试验；(5) 积极推动 CO₂管道运输的小型示范。通过以上努力，力争到 2020 年，在煤化工等具有 CCUS 应用早期优势的领域建成大规模、全流程示范项目，并逐步扩大示范领域，争取使 CCUS 带来的年减排量达到 500-1000 万吨 CO₂。

2020—2030 年 CCUS 发展的总体思路是广泛推广部署、实现技术突破。建议要加强大规模、全流程 CCUS 示范项目的推进力度，形成上下游关联的 CCUS 示范产业体系，带动相关基础设施的发展和配套装备制造业的壮大，同时要推动关键技术环节取得突破，实现 CCUS 技术应用成本的显著下降，提升 CCUS 全流程设计、建设和运营的产业化技术能力。在这一阶段，建议重点加强以下几个方面的工作：

(1) 新建火电厂要配备碳捕集预留，且选址需考虑 CO₂封存场地；(2) 在煤化工、油气行业开展大规模、全流程 CCUS 示范项目，建立跨行业协作机制；(3) 在钢铁、水泥等工业行业开展小型 CCUS 示范；(4) 开展碳捕集与盐水层封存相结合的工程示范；(5) 积极推进 CO₂运输管道及配套设施建设。通过以上努力，力争到 2030 年在煤化工等行业建成 CCUS 规模化应用的商业范例，建成若干百万吨级的大规模、全流程 CCUS 示范项目，争取使 CCUS 带来的年减排量达到 3000-5000 万吨 CO₂。

为了实现上述目标，需要加强 CCUS 相关的战略规划和制度设计，提升对 CCUS 的政策支持和经济激励，逐步形成有利于 CCUS 良性发展

的政策保障体系，为 CCUS 长期发挥重要减排作用奠定坚实基础。具体来说，建议从以下四个方面加强相关工作。

加强战略规划。按照国家低碳发展和能源革命的总体要求，从国家层面制定发展 CCUS 的总体战略或规划，明确我国 CCUS 发展的战略定位，制定 CCUS 发展的总体方向和路线图，形成积极稳定的政策预期。强化碳排放总量控制，并尽快制定和提出分行业量化约束目标，提升企业的低碳发展意识和开展 CCUS 的主动意愿。

完善法规标准。围绕 CCUS 立项申请、建设运营和关闭三个阶段，分步骤完善 CCUS 的法律法规框架体系，逐步建立针对 CCUS 项目的审批和核准制度，建立并完善 CCUS 建设运营涉及的技术规范，加强 CCUS 地下空间权属确权、环境管理、安全监管等方面的规范和标准制定，研究制定 CCUS 试验示范项目的优选机制和遴选标准。

加强统筹协调。结合 CCUS 项目特点，建立跨区域、跨部门协同审批与监管机制，建立并完善政府部门间、中央与地方政府间以及政府与企业间的沟通协调机制，加强对不同地区、不同行业的统筹协调。研究提出企业间合作规范，尽快建立利益相关方的责任和利益分担机制，构建针对多主体 CCUS 项目的合理化设计和运营模式。

强化经济激励。探索实施如税收减免、差异化补贴等有助于 CCUS 发展的创新性激励政策，加大对大规模、全流程重大 CCUS 示范项目的直接财政支持，鼓励地方加大对 CCUS 的政策激励。探索政府与市场有机结合的 CCUS 商业化投融资机制，积极利用绿色金融、气候债券、低碳基金等多种方式支持 CCUS 项目示范，探索将 CCUS 纳入碳排

放权交易市场的合理机制。

（刘强、田川供稿）

附件：我国主要 CCUS 试验示范项目汇总

编号	项目名称	地址	规模	捕集源	捕集技术	运输	处置地点	最终处置技术	建设及运营情况
1	中国华能集团上海石洞口碳捕集项目	上海	12万吨/年	上海石洞口第二电厂二期工程超临界机组	燃煤电厂，燃烧后捕集，基于化学溶剂吸收过程	罐车运输	市场销售	工业利用与食品	2009年投运，间歇式运营
2	中国华能集团天津绿色煤电项目	天津	10万吨/年	天津市，滨海新区，400兆瓦煤气化联合循环发电示范机组	燃煤电厂，燃烧前捕集，基于化学溶剂吸收过程	管道（陆地到海上），距离为50-100千米	所有封存选项都在评估中，主要考虑在天津市大港油田EOR	主要考虑陆地废弃油气藏，深部盐水层封存也在评估中	捕集装置建成，封存工程延迟
3	中石化胜利油田CO ₂ 捕集和驱油示范	山东	一阶段：4万吨/年；二阶段：100万吨/年	胜利电厂第三阶段第5发电机组	燃煤电厂，燃烧后捕集，基于化学溶剂吸收过程	管道（陆地到陆地），距离为80千米	东营市，黄河三角洲胜利油田	EOR	一阶段2010年投运
4	中石化齐鲁石油化工有限公司CCS项目	山东	一阶段：35万吨/年；二阶段：50万吨/年	淄博市，中石化齐鲁石油化工有限公司，煤气化厂	化工生产（齐鲁第二肥料厂的煤气化单元），工业分离，基于物理溶剂吸收过程	管道（陆地到陆地），距离为75千米	山东省，东营市，黄河三角洲胜利油田	EOR	一阶段捕集单元2017年建成
5	中石化中原油田CO ₂ -EOR项目	河南	10万吨/年	中原炼油厂烟道气	基于化学溶剂吸收过程	罐车运输	河南省，濮阳市，中原油田	EOR	2015年建成捕集装置

6	延长石油榆林煤化工捕集	陕西	5万吨/年	陕西延长石油榆林煤炭化学公司气化厂	煤化工，燃烧前捕集，基于物理溶剂吸收过程	目前为罐车运输（距离为150千米），计划建立200-350千米长的管道	陕西榆林靖边油田	EOR	2012年建成，在运营
7	神华集团鄂尔多斯全流程示范	内蒙古	10万吨/年	神华煤制油化工有限公司	煤制油，全流程燃烧前捕集，基于变压吸附	罐车运输（距离17千米）	鄂尔多斯盆地	盐水层封存	2011投运，间歇式运营
8	中石油吉林油田EOR研究示范	吉林	一阶段15万吨/年；二阶段50万吨/年	吉林省松原市新建天然气处理厂	第一阶段：电厂，燃烧前捕集；第二阶段：煤化工，燃烧前捕集，基于化学溶剂吸附过程	管道（陆地到海上），距离35千米	吉林省松原市，吉林油田	EOR	一阶段2007年投运；第二阶段2017年投运，实际规模缩减
9	中电投重庆双槐电厂碳捕集示范项目	四川	1万吨/年	重庆合川双槐电厂一期1#300兆瓦机组锅炉	燃煤电厂，燃烧后捕集，基于化学溶剂吸附过程	无	自用	用于焊接保护、电厂发电机氢冷置换等	2010年投运，在运营
10	华中科技大学35兆瓦富氧燃烧项目	湖北	10万吨/年	湖北久大（应城）公司热电二车间	燃煤电厂，富氧燃烧	罐车	市场销售	工业应用	2014年建成，暂停运营

11	连云港清洁煤能源动力系统研究设施	江苏	3万吨/年	连云港清洁能源创新产业园400兆瓦级IGCC机组	燃煤电厂，燃烧前捕集	管道运输	江苏滨海	盐水层封存	2011年投运，在运营
12	天津北塘电厂CCUS项目	天津	2万吨/年	天津北塘电厂	燃煤电厂，燃烧后捕集，基于化学溶剂吸附过程	罐车	市场销售	食品应用	2012年投运，在运营
13	新疆敦华公司项目	新疆	6万吨/年	新疆敦华石油炼厂尾气	石油炼化厂，燃烧后捕集，基于化学溶剂吸收	罐车	新疆省，克拉玛依市，克拉玛依油田	EOR	2015年投运，在运营，

注：本文摘自《气候战略研究简报》2017年第24期

